25 novembre 2021

CONSULTATION DE RTE :
Proposition de mise à jour des règles (V4) du mécanisme de capacité

Avant d'apporter réponse aux questions soumises par RTE à consultation, la présente introduction met en évidence un point fondamental pour contrôler efficacement la fiabilité de la capacité d'effacement certifiée chaque année dans le cadre du mécanisme de capacité.

L'enjeu porte sur les tests d'activation (article 7.9.4) et les activations naturelles dans le cadre du contrôle par le réalisé (article 7.9.2), dont les **conditions de réalisation ne sont pas adaptées aux contraintes imposées à l'effacement diffus** et dont l'utilité est dans ce cas remise en question.

En effet, les tests n'ont de sens que dans la mesure où il n'y aurait pas d'activations des capacités permettant de constater leur *disponibilité effective* (selon les termes de la loi). Or d'une part, une capacité d'effacement est celle d'un consommateur, comme le précise le code de l'énergie[1]. D'autre part, ces capacités sont chacune fréquemment activées dans le cadre du fonctionnement normal du marché (notamment des règles NEBEF), et toutes les données sont alors transmises à RTE lui permettant de constater leur disponibilité effective. Dès lors, aucun test ne devrait être nécessaire.

Or les dispositions proposées ne permettent pas de prendre en compte ces activations. En particulier, les dispositions des règles du mécanisme de capacité exigeraient l'effacement simultané de toutes les capacités, alors même que les règles NEBEF l'empêchent, et que l'effacement des sites tour à tour suffit à constater leur disponibilité effective. Nous demandons donc que :

- L'activation des capacités tour à tour soit considérée comme suffisante sans besoin de tests ;
- Les contraintes de rythme imposées par les règles NEBEF (et qui brident l'effacement simultané au tiers des capacités) soient supprimées.

A titre complémentaire, rappelons en effet que, si les règles NEBEF prévoient le cas d'un effacement simultané des sites d'une EDE pendant trente minutes, ce mode opératoire ne peut être utilisé sans exposer l'opérateur à des pénalités d'écarts, dans la mesure où les ventes sur le marché sont comptabilisées au pas horaire. Ainsi, un effacement de 100 MW pendant 30 minutes ne peut être équilibré par une vente de 50 MWh sur une heure. Par conséquent, les seules activations possibles sur le marché sont, pour l'effacement diffus, au rythme de 10/30. Cette contrainte qui n'a aucune justification est contraire à l'intérêt général, puisqu'elle **bride la mobilisation de l'effacement diffus** au tiers de la capacité totale disponible. Cette contrainte doit donc être supprimée. Cette suppression facilitera, dans le cadre du mécanisme de capacité, la prise en compte des activations régulières des capacités d'effacement diffus pour leur éviter des tests tout à fait inutiles.

En outre, au vu des délais d'exploitation des données d'activation par RTE pour constater la disponibilité des capacités, nous recommandons là encore d'un **contrôle dit "de second niveau"**, comme c'est le cas dans la plupart des activités économiques aujourd'hui. Plutôt que d'imposer à RTE tous ces travaux, il s'agit d'exiger des opérateurs qu'ils précisent les procédures suivies pour établir leur conformité à des exigences (ici l'évaluation des capacités disponibles) puis qu'ils mettent en œuvre ces procédures, sous le contrôle de RTE, doté de tous pouvoirs d'audit. Cela résoudrait la plupart des difficultés rencontrées, et notamment réduirait les délais et contraintes subies dans le cadre du mécanisme de capacité.

* *

*

[1] « ARt.R.335-1 - 5° Une capacité correspond à une installation de production ou à un consommateur réalisant des effacements, situé sur le territoire de la France métropolitaine continentale ou d'un Etat participant interconnecté, dans le cadre de l'application des articles R. 335-10 à R. 335-18. »

Question 2.1 : avez-vous des remarques concernant ces propositions visant à adresser les enjeux d'observabilité et de prise en compte de la fiabilité dans le calcul du NCE ?

(Modification des articles 7.9.4, 7.9.5 et introduction d'un nouvel article 7.9.5)

L'évolution du calcul du coefficient d'ajustement élémentaire nous parait pertinente car celui-ci représente dorénavant le degré de performance à un test d'activation plutôt qu'une valeur arbitraire en fonction de la réussite ou de l'échec par rapport au nombre de tests effectués. De plus, cela permet **d'amoindrir le bais qui incitait à tester plusieurs fois à la suite d'un échec** afin de réduire significativement l'abattement du NCE, quand bien même le 1er test avait un très faible niveau de défaillance. Avec la nouvelle formule, l'impact sur le NCE correspondant au résultat moyen des activations, sera davantage le reflet de la fiabilité des capacités sollicitées. Voltalis est également favorable à ce que les activations naturelles dans le cadre du contrôle par le réalisé soient comptabilisées dans le coefficient Aju, $PuissanceActivableRésiduelle$ et donc prises en compte dans le calcul du NCE.

Concernant l'évolution des trois tests au maximum par année de livraison sur les Entités (EDA, EDE ou EDC non liée) au lieu de l'EDC, cela va impliquer le **risque de multiplication des tests**. En effet, il est à craindre qu'une EDC fasse, in fine, l'objet d'un plus grand nombre de tests qu'auparavant car ses sous-entités pourront être testées chacune jusqu'à trois fois par an. Cela pourrait se révéler **chronophage** et peu pertinent dans la mesure où les capacités d'effacement diffus sont activées quotidiennement sur le marché de l'électricité (dans le cadre des règles NEBEF). Il n'est donc pas nécessaire d'avoir autant de tests de fiabilité pour l'effacement diffus.

Question 3.3.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

(Modification des articles 5.3.3 et 8.4.2.2)

La proposition de repousser la date limite de rééquilibrage du 15 janvier au 30 septembre AL+1, permettant la prise en compte du NCE estimé (publié avant le 30 juin AL+1), nous parait louable, car cela affinera les demandes d'équilibrage. Toutefois, il est à noter que la publication du NCE estimé a par le passé dépassé septembre AL+1. Cette situation de fait ne permettrait donc pas aux acteurs de bénéficier du décalage de la date limite pour affiner leurs demandes de rééquilibrage. Il s'offre alors deux alternatives pour permettre aux acteurs de s'équilibrer finement sur la base de leur NCE estimé :

- Soit décaler la date limite au-delà du 30 septembre AL+1 ; ce qui n'apparait pas souhaitable.
- Soit **d'utiliser les données de l'opérateur d'effacement** afin d'avoir l'exhaustivité des données nécessaires au calcul du NCE estimé dans les délais impartis (avant le 30 juin AL+1) ; c'est-à-dire les résultats des tests d'activation et ceux du contrôle de la disponibilité effective.

Question 4 : avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

(Articles 4.4.8, 4.5.8, 7.4.2.1.1, 7.8.2 et C.5.2.)

Nous sommes très favorables à la suppression des FraisSitesNonConformes et des FraisSitesNoncertifiés.

Nous souhaitons également renouveler par rapport à notre réponse du 7 mai 2021 à la dernière consultation, notre demande de suppression des frais de rééquilibrage à la hausse. Tout rééquilibrage à la hausse en cours d'année est bénéfique pour le réseau électrique car il permet d'avoir toute la capacité existante aussitôt disponible sans attendre une année supplémentaire. Ainsi, il apparaît pertinent de ne pas les entraver par des frais financiers, et au contraire, de bénéficier des nouvelles capacités au rythme d'acquisition des sites par un opérateur d'effacement diffus dont le parc est, par essence, évolutif.

Concernant la certification de capacité, il faut **simplifier les obligations contractuelles auprès du GRD** qui consistent notamment à envoyer aux GRD une liste des sites qui intégreront l'EDC, en vue d'un contrôle des sites en question. Celui-ci apparait redondant puisqu'ils appartiennent déjà à une entité d'effacement et à ce titre ont déjà été contrôlés par les GRD. **Ainsi, Voltalis recommande la suppression de cette étape chronophage et inutile.** De plus, il y a des différences de traitement entre les EDE et EDC sur les délais de retour contractuels des GRD/RTE en cas d'entrée de sites, ainsi que sur les rejets de sites d'une EDE et non dans l'EDC correspondante (et inversement) ; **ce qui rend impossible le recouvrement d'une EDE dans une EDC** et la gestion opérationnelle résultante. Nous recommandons donc davantage **d'homogénéisation entre les règles** du mécanisme de capacité et du NEBEF.

Question 5.2 : avez-vous des remarques concernant ces propositions ?

(Articles 2.2 et 5.3.1.)

Nous sommes très partisans d'une continuité d'application des obligations de l'AOLT en cas de suspension du mécanisme de capacité. Elle nous parait primordiale à la sécurisation des stratégies d'investissement mises en œuvre par les opérateurs d'effacement lauréats afin de développer les capacités d'effacement sur lesquelles ils se sont engagés. Nous souhaitons que cette continuité d'application **soit également prévue pour les AOE pluriannuels en préparation**.

Nous tenons toutefois à rappeler que la **mise en suspens du mécanisme de capacité sur une année de livraison doit rester une décision exceptionnelle motivée par une appréciation pluriannuelle** (plutôt qu'annuelle) de l'absence de « difficulté d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité ». Comme c'est aussi le cas d'autres filières, l'effacement diffus est une filière capitalistique (installation de boîtiers, évolution du système de gestion technique, chaine de déploiement) qui nécessite des investissements sur le long terme en adéquation avec l'objectif du mécanisme de capacité qui permet d'assurer de la visibilité aux investisseurs pour développer les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Ainsi la mise en suspens inopinée d'une année, représente un impact significatif pour un opérateur d'effacement qui ne peut pas arrêter puis reprendre en un an sa stratégie d'investissement, ainsi qu'une perte de retour sur investissement des capacités existantes non valorisées pendant un an.

Question 6 : identifiez-vous des problèmes à ce que l'ouverture des échanges pour ces AL soit retardée le temps de concerter cette dernière évolution ? Dans l'affirmative, selon vous, jusqu'à quelle date limite, ces discussions pourraient-elles être menées ?

Pour rappel, un opérateur d'effacement diffus a un parc évolutif au cours de l'année qui l'oblige à faire des rééquilibrages à la hausse en continu.

La proposition d'évolution réglementaire visant la sécurisation de la capacité nécessaire avant le début de l'AL supprimerait cette possibilité de rééquilibrage à la hausse qui joue un rôle significatif pour la sécurité d'approvisionnement. Ainsi, pour s'adapter à la proposition réglementaire tout en continuant à mettre à disposition les nouvelles acquisitions au cours d'année, il s'agirait de pouvoir certifier au 31/10/ AL-1 des capacités en projet sur la base des prévisions d'acquisition, sans être arbitrairement pénalisé par des garanties bancaires. **Nous souhaiterions donc la suppression des garanties bancaires associées aux capacités en projet**, en contrepartie de la perte de possibilité de certifier et d'échanger les GC des capacités acquises en cours d'année.

La concertation sur ce projet d'évolution risque effectivement de retarder l'ouverture des échanges pour les AL-2023 et AL-2024 ainsi que la mise à jour pertinente des paramètres du mécanisme de capacité. Or, ce retard nous parait dommageable car il raccourcit la période de contractualisation et réduit donc la possibilité d'un lissage du prix de capacité sur les différentes enchères organisées d'une année sur l'autre pour une même année de livraison. Ce retard peut contribuer à augmenter le risque de volatilité du prix de capacité pour les AL-2023 et AL-2024.

* *

*

Question complémentaire : avez-vous des remarques sur cette proposition de valeur du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 ?

Il est décrit que « les règles du mécanisme de capacité prévoient que la valeur du CoNE net considérée pour fixer le prix administré correspond à celle de la technologie marginale la plus compétitive qui permettra de couvrir le besoin de capacité sur l'horizon considéré ». Or nous retrouvons la valeur de 60 k€/MW[2] correspondant aux coûts fixes annualisés d'une turbine à combustion au gaz dans la décision SA.48490 (2017/N) de la Commission européenne du 7.2.2018 sur le soutien de l'effacement en France par appel d'offres. Nous en déduisons donc que la centrale à gaz demeure l'unité marginale pour répondre au besoin de capacité assurant la sécurité d'approvisionnement en dépit du développement de nouvelles technologies. Nous remarquons également que le coût fixe de ces centrales à gaz servant donc de référence au prix administré n'a pas évolué depuis les travaux de préparation du mécanisme de capacité il y a dix ans, et *a fortiori* depuis cette décision de 2018, alors même que l'acceptabilité sociale et environnementale des centrales à gaz est bien plus faible aujourd'hui. Voltalis s'interroge alors sur la bonne prise en compte de l'ensemble des coûts afférents à une centrale à gaz dans un contexte de transition énergétique.

*** * ***

[2]« En prenant en compte les coûts fixes annualisés (investissement et coûts opérationnels fixes) d'une turbine à combustion au gaz, RTE estime que les coûts évités sont de l'ordre de 60 000 €/MW/an. » page 7 de la décision SA.48490 (2017/N) de la Commission européenne.